

Среднеквадратичные значения  $C_p$  на тех же рабочих колесах показаны на рис. 5 (внизу), где зависимость от ориентации лопасти диффузора более различимы. Для номинального расхода, рассмотренного на рис. 5а (внизу) уменьшение угла  $\beta$  не влияет на сторону всасывания, но на стороне нагнетания давления расстояние между задней кромкой лопастей рабочего колеса и передним краем лопастей диффузора увеличивается, уменьшая пульсации давления, связанные с их взаимодействием. Как следствие, уменьшается взаимодействие рабочего колеса и диффузора.

Вывод: анализируя результаты исследования [4], а также библиографические данные [1-3,5], можно сказать, что чувствительность как к условиям работы, так и к углу установки лопастей диффузора гораздо сильнее для стационарных лопастей, по сравнению с вращающимися каналами. По сравнению с расчетными условиями, при пониженных скоростях потока колебания давления внутри рабочего колеса и диффузора выше, при этом больше энергии на частотах ниже, чем при прохождении лопастей рабочего колеса. При этом явления вращающегося срыва не наблюдалось. Уменьшение геометрического угла наклона лопатки диффузора увеличивает угол падения лопастей диффузора при номинальной скорости потока и уменьшает при более низкой скорости потока. Повышение давления оказывает отрицательное влияние в первом случае, в то время как выгодно во втором. Также стоит отметить, что меньшие углы наклона лопастей диффузора позволили повысить давление в каналах диффузора при более низком расходе, тогда как при номинальном расходе наблюдался обратный эффект.

#### Литература

1. Barrio, R., Parrondo, J., Blanco, E., 2010. Numerical analysis of the unsteady flow in the near-tongue region in a volute-type centrifugal pump for different operating points. *Comput. Fluids* 39 (5), 859–870.
2. Feng, J., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2007. Numerical investigation on pressure fluctuations for different configurations of vaned diffuser pumps. *Int. J. Rotating Mach.* 2007, 34752.
3. Pei, J., Yuan, S., Benra, F.-K., Dohmen, H., 2012. Numerical prediction of unsteady pressure field within the whole flow passage of a radial single-Blade pump. *ASME J. Fluids Eng.* 134 (10), 101103
4. Posa, A., Lippolis, A., Effect of working conditions and diffuser setting angle on pressure fluctuations within a centrifugal pump. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 75, February 2019, Pages 44-60
5. Posa, A., Lippolis, A., 2018. A LES investigation of off-design performance of a centrifugal pump with variable-geometry diffuser. *Int. J. Heat Fluid Flow* 70, 299–314.

### **СОВРЕМЕННЫЙ ОПЫТ И РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО ПЛАСТА КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ**

**В.В. Классен**

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Обработка призабойной зоны кислотными композициями представляет наиболее распространённый и относительно недорогой метод улучшения фильтрационных характеристик и повышения производительности скважин, основанный на взаимодействии водного раствора кислот с минералами скелета породы и привнесёнными веществами, блокирующими пути течения флюидов. Такой метод эффективен на любых этапах разработки залежи, особенно это применительно к низкопроницаемым коллекторам, в частности терригенным. В работе рассматривается опыт применения технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) терригенного пласта различными кислотами, а также показан механизм взаимодействия кислотного раствора с породой. Материалы, представленные в статье, позволяют сравнить направление действия кислот и сделать выводы об эффективности применения данной технологии.

Терригенный коллектор – широко распространённый как в Западной Сибири, так и во всей России тип осадочных пород, в котором заключено огромное количество запасов нефти и газа. С точки зрения проблемы, терригенные пласты являются заглинизированными, низкопроницаемыми слоями породы, имеющими кольматанты техногенного происхождения. Обычно такие коллекторы вмещают в себя минералы: кварц (20-70%), полевые шпаты (25-60%), глины (3-40%), карбонаты (0-30%), слюды (1-10%), сульфаты и прочие минералы.

Основные предпосылки и причины загрязнения призабойной зоны терригенного пласта:

- фильтрат бурового раствора – жидкий компонент поглощается пластом-коллектором, а твёрдые частицы и капли эмульсии образуют фильтрационную корку;
- солеотложения в пласте – большое количество скважин работают при давлении на забое меньше давления насыщения нефти газом;
- кольматация в ходе текущего и капитального ремонта скважин – засорение мехпримесями (в ходе работ по очистке забоя), солеотложения (поглощение тяжелых растворов глушения на кальциевой основе);
- суффозия глинистых частиц – засорение капилляров, трещин гидроразрыва пласта и притрещинных зон, вынесенными водой глинистыми частицами;
- водная блокада и набухание глин – образование рыхлосвязанной воды и блокировка движения флюидов из-за влияния воздействия водными растворами при перенасыщении призабойной зоны пласта (ПЗП);
- осаждение асфальтосмолапарфиновых отложений (АСПО) – снижение температуры и давления, изменение скорости движения газожидкостной смеси приводит к выделению парафина из нефти и налипанию на поверхности породы;

- влияние высоких депрессий при повышенном газовом факторе – скорость течения флюидов становится больше и принос загрязняющих веществ в ПЗП увеличивается.

Большое количество скважин теряет дебит жидкости по причине снижения коэффициента продуктивности (Кпрод) различной природы (в основном поглощение бурового раствора, солеотложения, суффозия и последствия ремонтов скважин) – отсюда огромное распространение технологий соляно- и глинокислотных ОПЗ (СКО и ГКО соответственно).

Есть отрицательные примеры применения кислотных ОПЗ, так на Средне-Хулымском месторождении в период 2013-2016 гг. при обработке 39 добывающих скважин, рентабельный прирост дебита был только в 60% работ, а средний прирост по всему месторождению остался прежним. В связи с небольшим содержанием карбонатов, СКО в редких случаях применяется самостоятельно, а чаще встречается совместно с другими видами работ.

Но в большинстве случаев кислотная обработка даёт очень хорошие результаты. На месторождениях ПАО АНК «Башнефть» с 2015 года по 2016 год было проведено 104 скважино-операции по кислотной обработке, средний прирост дебита нефти получится около 2,57 т/сут.

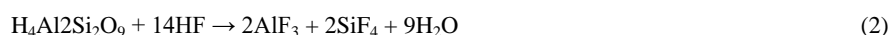
В 2015 году на Самотлорском месторождении было проведено 235 скважино-операций по кислотной обработке, при этом коэффициент эффективности составил 40%, а средний прирост нефти 2,6 т/сут. В этом же году на Приразломном месторождении было обработано 16 скважин глинокислотой и 43 скважины соляной кислотой, прирост составил 13 т/сут.

По промышленным данным ОАО «Юганскнефтегаз» на месторождениях, несмотря на низкое содержание карбонатов (2-4%), растворимость пород в соляной кислоте достигает значительных величин и колеблется от 8% до 29%, средний прирост за двухгодичный период проведения СКО на 731 скважине получился 10,5 т/сут, а при проведении ГКО из 96 скважино-операций 71 скважина имела положительный характер дебита с его средним приростом 8,5 т/сут.

Реакция (1) растворения кварцевых минералов плавиковой кислотой проходит следующим образом:



Также плавиковая кислота реагирует с глинистыми минералами, например, по реакции (2) взаимодействия с каолином:



Соляная кислота реагирует в свою очередь с солями фтористоводородной кислоты, которые превращаются в хлориды с образованием фтористого водорода по реакции (3), что побуждает дальнейшее разрушение глинистых минералов.



Необходимо подчеркнуть негативное влияние кислотных составов, содержащих фтороводород, на проницаемость терригенных коллекторов [1]. После взаимодействия фтористого кремния с водой по реакции (4) образуется гидроксид кремния, который при снижении кислотности раствора может сформировать студнеобразный гель, закупоривающий поры пласта.



Не только фторсодержащие кислотные составы растворяют глинистые частицы терригенного коллектора. Подобный эффект даёт соляная кислота и органические кислоты, но при концентрации соляной кислоты в глинокислотном растворе более 10-12% разложение глин практически не происходит.

Например, в ОАО «Юганскнефтегаз» массово используется кислотная композиция «Химекс ТК-2». Данный состав очень легко проникает в пласт при небольшой скорости реакции для терригенного коллектора, потому что в результате взаимодействия компонентов постепенно выделяется фтористоводородная кислота и органические соли-буферы, которые предотвращают выпадение осадков. Этот концентрат разбавляется водой (1:5), обладает низкой коррозионной активностью. Кислотность «Химекс ТК-2» имеет тенденцию к снижению, в отличие от глинокислоты, следовательно, расход этой кислоты не велик, и не ведёт к образованию гелеобразных осадков. Успешность использования композиции «Химекс ТК-2» достигает около 85%.

Большое влияние на эффективность кислотной оказывает добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ) наподобие Нефтенол-К. Данное вещество гидрофобизирует поверхность пласта, снижает скорость коррозии и межфазное натяжение, а также позволяет не допустить образования АСПО и эмульсий.

Сложность в процессе выбора оптимальной кислотной композиции и её применения вызывает сильное различие минералогического состава пород, в том числе терригенных с содержанием глинистого материала более 10-15%. Поэтому в настоящее время очень актуальна комплексная обработка призабойной зоны пласта, которая позволяет повысить эффективность очистки, увеличить охват воздействия на различные типы когматантов, предотвратить выпадение нерастворимых продуктов. Помимо совместного использования хлороводорода и фтороводорода, дополнительно могут задействовать сульфаминовую и уксусную кислоты, различные ПАВ и многофункциональные составы.

Ввиду разнообразности условий залегания пласта, а также процесса бурения, освоения и эксплуатации скважин, дизайн ОПЗ и подбор реагентов осуществляется с учётом природы когматанта и причины снижения продуктивности. В зависимости от предназначения выбирают содержание и состав кислотной композиции для обработки скважин.

## СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Таблица**

**Содержание и назначение компонентов обработки призабойной зоны пласта нагнетательного и добывающего фонда**

Компонент	Наименование	Содержание, %	Назначение
Соляная кислота	HCl	6-14%	Растворение карбонатов, глинистых минералов, окислов железа
Плавиковая кислота (глинокислота) или аналог	РХП-52 ККТК-2 КНК-Б	HCl 8-15%+HF 34-39%+РХП-30 HCl 8-15%+HF 32-42% HCl 10-12%+HF 2%+спирты	Растворение терригенной матрицы, силикатов, кварца, песка, глины, полевых шпатов
Поверхностно-активные вещества	Сульфенол, Нефтенол-К	0,5-2%	Облегчение проникновения кислоты в поры и гидрофобизация поверхности порового коллектора
Многофункциональный глубокопроникающий кислотный состав	Химеко ТК-2К Химеко-ГК	15-20%	Эффективное растворение песчано-терригенной части пласта

Чтобы добиться максимальной эффективности от обработки ПЗП и избежать образование нерастворимых осадков и стойких эмульсий, необходимо учитывать конкретные геолого-физические условия, определить причину загрязнения, брать во внимание фильтрационно-емкостные свойства пласта и физико-химические свойства флюидов, а также рассматривать с точки зрения экономической целесообразности применения технологии дозирования и особенности совмещения кислотных компонентов в процентном соотношении.

### Литература

1. Бабаян Э.В., Шурыгин М.Н., Яковенко В.Н. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. 1999. – №3. – С. 30-32.
2. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. - М.: «Недра». 1978г.
3. Качмар Ю.Д., Касянчук В.Г., Лисовская Г.Ф., Сидоровский В.А. Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. 1972. –93с.
4. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: дисс... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург. 2016.
5. Производственные данные ОАО «Юганскнефтегаз». 2015 г.
6. Производственные данные ПАО АНК «Башнефть». 2016 г.

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ВЫНОСЯЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

**Д.А. Кондратьев**

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В настоящее время крупнейшие газовые месторождения России (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское) находятся на поздней стадии разработки. Данная стадия разработки характеризуется низкими объемами добычи газа и существенным уменьшением функционирующих скважин, чему способствуют большие темпы накопления жидкости на забое скважины. Если в начальный период эксплуатации добыча вводится в условиях высоких пластовых давлений, то по мере истощения запасов пластовое давление постепенно снижается. В результате это приводит к обводнению продуктивных пластов и последующему разрушению призабойной зоны скважины.

Одним из наиболее эффективных способов удаления накопившейся на забое жидкости является использование поверхностно-активных веществ (ПАВ). ПАВ представляют собой соединения, которые снижают поверхностное натяжение на границе раздела твердой или жидкой фазы вследствие его положительной адсорбции на поверхности. Общая особенность таких соединений заключается в том, что их молекулы содержат обособленные атомные группы, по-разному взаимодействующие с растворяющей средой. Например, неполярные углеводородные радикалы имеют повышенное химическое сродство к неполярным средам и определяют растворимость ПАВ в «масляной» фазе. Полярные (обычно кислородсодержащие) группы, напротив, проявляют химическое сродство к полярным средам и определяют растворимость ПАВ в водной фазе. Неполярные радикалы называются гидрофобными, полярные группы – гидрофильными. Соотношение полярных и неполярных атомных групп в молекулах ПАВ определяет их основные физико-химические и технологические свойства.

Существует множество различных видов (амфолитные, катионактивные, неионогенные, анионактивные и т.д.) поверхностно-активных веществ, однако для удаления жидкости с забоя скважины наиболее широко используются неионогенные (НПАВ) и анионактивные (АПАВ). АПАВ (рис.1, а) представляют собой дифильные органические соединения, которые в результате электролитической диссоциации в водной среде образуют поверхно-